

Секция 4. Технология и моделирование процессов подготовки и переработки углеводородного сырья

тодики пересчета фракционного состава сырья, который на промышленных установках определяется непрерывно, в групповой.

Кроме того, стоит отметить, важнейшую роль реакционной способности н-парафинов в целевых реакциях гидропроцессов [3], а также их содержания в составе среднестиллятных продуктов, являющихся наиболее ценными продуктами гидропроцессов, с точки зрения низкотемпературных свойств с перспективой использования их в качестве компонентов смешаных дизельных топлив зимних и арктических марок [4, 5]. Поэтому в разработанной методике, основанной на нормальном распределении, содержание н-парафинов разделено по числу атомов углерода в молекуле.

На рисунке 1 представлены расчетные и экспериментальные значения распределения содержания н-парафинов в сырье для одной из точек отбора.

Погрешность определения содержания н-парафинов не превышает погрешности лабораторных методов определения состава нефтяных дистиллятов.

Разработанная методика распределения содержания н-парафинов в сырье будет заложена в математическую модель, что позволит проводить расчет процесса с учетом реакции способности н-парафинов и прогнозировать соотношение получаемых продуктов, их состав и низкотемпературные свойства.

Новый подход к моделированию гидрогенизационных процессов переработки нефтяных дистиллятов основан на учете реакционной способности компонентов и нестационарности протекания процессов в промышленности.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №19-73-00023).

Список литературы

1. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. // *Химия и технология топлив и масел*, 2016.– №4.– С.50–56.
2. Хавкин В.А. // *Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний*, 2018.– №5.– С.18–20.
3. Flinn R.A., Larson A., Beuther H. // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 1960.– V.52.– P.745.
4. Белинская Н.С., Францина Е.В., Луценко А.С., Белозерцева Н.Е., Иванчина Э.Д. // *Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний*, 2019.– №7.– С.24–32.
5. Богданов И.А., Алтынов А.А., Белинская Н.С., Киргина М.В. // *Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт*, 2018.– №11.– С.37–42.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ПРИ ДОБАВЛЕНИИ ГУМИНОВЫХ КИСЛОТ В ВЫСОКОПАРАФИНИСТУЮ НЕФТЬ

А.А. Бердникова, Е.В. Бешагина, Е.В. Францина

Научные руководители – к.т.н., н.с. Е.В. Францина, к.т.н., доцент Е.В. Бешагина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, tpu@tpu.ru

В настоящее время заметно увеличение добычи тяжелых нефтей, являющихся альтернативным источником сырья. В связи с этим все больше осваиваются северные регионы. Однако нефти таких месторождений обладают высокими вязкостями и температурой застывания. При выходе из скважины такая нефть образует эмульсии с пластовой водой, что увеличивает образование отложений. В результате, при транспортировке и хранении нефтей растворимость углеводородных соединений и смо-

листо-асфальтеновых веществ уменьшается. Увеличение скорости образования асфальтосмолапарафиновых отложений (АСПО) осложняет работу оборудования, трубопроводов, снижает производительность и эффективность работы установок.

Имеется огромное разнообразие методов борьбы с АСПО. Наибольшее применение находят химические методы, так как при их применении не требуется знать углеводородный состав нефти и они позволяют как уменьшить,

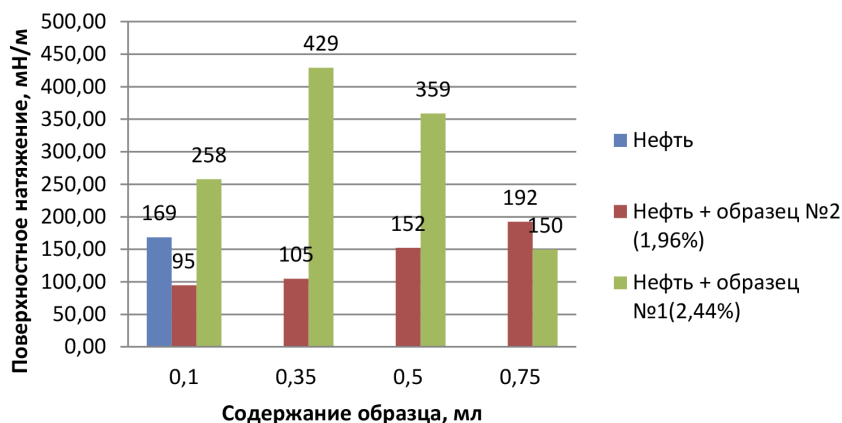


Рис. 1. Зависимость межфазного поверхностного натяжения нефти, в зависимости от концентрации присадки

так и предотвратить образование АСПО [1]. Химические методы включают в себя применение ингибирующих присадок и растворителей. Однако, применение химических присадок ограничено, что связано с высокими ценами на импортные продукты.

В качестве нового метода решения предлагается использование таких биодобавок, как гуминовые кислоты (ГК), которые проявляют поверхностно-активные свойства.

Объектом исследования были выбраны нефть Верхнесалатского месторождения, которая характеризуется как высокопарафинистая (12 % масс), обладает высокой температурой застывания (плюс 13 °С), 2,44 % раствор гуминовой кислоты в 0,1 н NaOH (образец №1), 1,96 % раствор гуминовой кислоты в 0,1 н NaOH (образец №2).

Для исследования поверхностно-активных свойств гуминовых кислот использовали сталагмометрический метод определения поверхностного натяжения на границе нефть – воздух.

Шприц заполняли последовательно нефтью, нефтью с образцами №1 и №2. На капилляр надевали иглу с прямым кончиком. Записав число делений микрометра, вычисляли объем капли по

среднему значению 30 определений для каждой исследуемой жидкости.

Значение межфазного поверхностного натяжения образцов нефти рассчитали по формуле:

$$\sigma = K \cdot V \cdot (\rho_B - \rho_H)$$

где K – постоянная капилляра, (мН/м)/(кг/м³); σ – среднее значение межфазного поверхностного натяжения; мН/м; V – среднеарифметическая величина объема выдавливаемой капли, (деления лимба микровинта); ρ_B – плотность воздуха, кг/м³; ρ_H – плотность образца нефти с присадкой, кг/м³.

Из рисунка 1 видно, что начальное значение поверхностного натяжения нефти было 169 мН/м. При добавлении 2,44 % раствора ГК поверхностное натяжение нефти колеблется от 150 до 429 мН/м, при добавлении 1,96 % раствора ГК – от 95 до 192 мН/м.

Таким образом, установлено, что гуминовые кислоты оказывают влияние на поверхностно-активные свойства нефти. Причем, при добавлении 2,44 % раствора ГК наблюдается наибольший диапазон значений поверхностного натяжения нефти. Это подтверждает гипотезу о возможности использования гуминовых кислот в качестве биологически-активных добавок, предотвращающих образование АСПО.

Список литературы

1. Худдыева Х.Э., Валиев Д.З. Обзор способов и методов предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений //

Лучшая студенческая статья, 2019.– С.30–33.